

“RECONSTRUCCIÓN DE LA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MANTA 3”

INDICE GENERAL

1. DATOS GENERALES DEL PROYECTO	4
1.1 Nombre del Proyecto.	4
1.2 Entidad	4
1.3 Entidad Operativa desconcentrada (EOD)	4
1.4 Ministerio Coordinador	4
1.5 Sector, subsector y tipo de inversión	5
1.6 Plazo de ejecución	5
2. Diagnóstico y problema.	5
2.1 Descripción de la situación actual del área de intervención del proyecto	5
2.2 Identificación, Descripción y Diagnóstico del Problema.	7
2.3 Línea de base del proyecto	8
2.4 Análisis de la oferta y la demanda.	9
2.5 Identificación y caracterización de la población objetivo.	9
2.6 Ubicación geográfica e impacto Poblacional.	10
3. Articulación con la Planificación.	10
3.1 Alineación con el objetivo estratégico institucional.	10
3.2 Contribución del proyecto a la meta del Plan Nacional de Desarrollo.	10
4. Matriz del marco lógico.	11
4.1 Objetivo General y objetivos específicos	11
4.2 Indicadores de resultado	11
5. ANÁLISIS INTEGRAL	14
5.1 Viabilidad técnica – proporcionado por área técnica.	14
5.1.1 Descripción de la Ingeniería del Proyecto.	14
5.1.1.1 Definición de las zonas para la ejecución del Proyecto.	14
5.1.1.2 Otras Actividades.	14
5.1.1.3 Planteamiento metodológico.	15
5.1.2 Especificaciones técnicas.	15
6. VIABILIDAD ECONÓMICA	¡Error! Marcador no definido.
6.1 Metodología utilizada para el cálculo de la inversión total, costos de operación y mantenimiento e ingresos.	¡Error! Marcador no definido.
7. VIABILIDAD AMBIENTAL Y SOSTENIBILIDAD SOCIAL.	¡Error! Marcador no definido.

- 7.1 Análisis de Impacto Ambiental y riesgos. **¡Error! Marcador no definido.**
- 7.2 Sostenibilidad social. **¡Error! Marcador no definido.**
- 8. FINANCIAMIENTO Y PRESUPUESTO. ¡Error! Marcador no definido.
- 9. ESTRATEGIA DE EJECUCIÓN. ¡Error! Marcador no definido.
 - 9.1 Estructura Operativa. **¡Error! Marcador no definido.**
 - 9.2 Arreglos institucionales y modalidad de ejecución. **¡Error! Marcador no definido.**
 - 9.3 Cronograma valorado por componentes y actividades. **¡Error! Marcador no definido.**
 - 9.4 Demanda pública nacional plurianual. **¡Error! Marcador no definido.**
- 10. ESTRATEGIA DE SEGUIMIENTO Y EVALUACIÓN. ¡Error! Marcador no definido.
 - 10.1 Seguimiento a la ejecución del programa y proyecto. **¡Error! Marcador no definido.**
 - 10.2 Evaluación de resultados e Impacto. **¡Error! Marcador no definido.**
 - 10.3 Actualización de Línea Base. **¡Error! Marcador no definido.**
- 11. ANEXOS. ¡Error! Marcador no definido.
 - 11.1 Autorizaciones ambientales otorgadas por el Ministerio del Ambiente y otros según corresponda. **¡Error! Marcador no definido.**
 - 11.2 Certificaciones técnicas, costos, disponibilidad de financiamiento y otras. **¡Error! Marcador no definido.**

PROYECTO: “RECONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MANTA 3”.

Junio 2019 – Diciembre 2019

1. DATOS GENERALES DEL PROYECTO

1.1 Nombre del Proyecto.

“RECONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MANTA 3”.

1.2 Entidad.

El proyecto será de responsabilidad de CNEL Matriz, sus Gerencias y la CNEL EP - UN Manabí, en coordinación con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable a través de la supervisión del Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos.

1.3 Entidad Operativa desconcentrada (EOD)

El proyecto será de responsabilidad de CNEL Matriz, sus Gerencias y la CNEL EP - UN Manabí, con la participación de la Dirección de Distribución y Comercial, mediante los siguientes procesos:

- ✓ Certificación Presupuestaria y disponibilidad económica
- ✓ Dirección de Distribución y Dirección Financiera
- ✓ Elaboración de pliegos
- ✓ Elaborados por la Dirección de Distribución y aprobados por la Administración de la CNEL EP - UN Manabí
- ✓ Revisión de pliegos
- ✓ Departamento jurídico
- ✓ Aprobación de pliegos
- ✓ Administración de la CNEL EP - UN Manabí
- ✓ Publicación de pliegos
- ✓ Compras Públicas
- ✓ Calificación de ofertas
- ✓ Comisión técnica
- ✓ Adjudicación y contratación
- ✓ Administración de la CNEL EP - UN Manabí
- ✓ Administración y fiscalización
- ✓ Dirección de Distribución
- ✓ Pago de anticipo, planillas de Avance y planilla final.
- ✓ Dirección Financiera

1.4 Ministerio Coordinador

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

1.5 Sector, subsector y tipo de inversión

Sector	Energía
Código	B1003
Subsector	Distribución y conexión final usuario
Tipo de inversión	Infraestructura

1.6 Plazo de ejecución

Componentes/Rubros	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5	MES 6	TOTAL
TOTAL	\$283.356,21	\$283.356,21	\$283.356,21	\$283.356,21	\$283.356,21	\$283.356,21	\$1.700.137,24

El plazo de ejecución del proyecto es de 6 meses.

Monto total

\$ 1.700.137,24 (dólares)

UN MILLÓN SETECIENTOS MIL CIENTO TREINTA Y SIETE CON 24/100 DÓLARES (INCLUIDO IVA)

2. Diagnóstico y problema.

2.1 Descripción de la situación actual del área de intervención del proyecto.

Manta, también conocida como **San Pablo de Manta**, es un cantón de la provincia de Manabí, parte del área de concesión de la **Unidad de Negocios CNEL EP - UN Manabí**, se encuentra ubicado en una bahía, que le ha dado la característica de puerto internacional en la costa del Océano Pacífico, al Centro - Sur de la región litoral del Ecuador y en la parte central de la Provincia de Manabí, a 0°, 57' y 0.08" de latitud Sur, y 80° 42' 58.32" de longitud occidental, limita al norte y oeste con el Océano Pacífico, al sur con el cantón Montecristi, al Este con los cantones Montecristi y Jaramijó. Presenta una superficie de **309 km²**, el cantón de Manta según el censo de la población 2010 cuenta con una población de **253.441 habitantes**, de los cuales **124.666 son hombres** y **128.775 son mujeres**, además se encuentra dividido por sus Parroquias Urbanas y Rurales las cuales que pueden ser 5 Parroquias Urbanas: Eloy Alfaro, Los Esteros, Manta, San Mateo y Tarquí con un total de **244.668 habitantes** lo que representan el **96.5 %**, y de 2 Parroquias Rurales: San Lorenzo y Santa Marianita (Boca de Pacoche) con un total de **8.733 habitantes** lo que representa el **3.5 %**, las mismas que se encuentran en zonas homogéneas establecidas por vías, topografía, costumbres y ubicación geográfica, más la cabecera cantonal con una densidad bruta cantonal de 1.166,34 habitantes por km².

En Manabí según el censo 2010 existe un total de 400.879 viviendas, de las cuales 221.389 se encuentran en el área urbana y 179.490 en el área rural. De ese total el 89.6% es decir 359.188 viviendas cuentan con el servicio eléctrico, mientras que el 10.4% restante es decir 41.691 viviendas no cuentan con el servicio o se abastecen de otra manera. Según este censo en el cantón Manta en base al estudio realizado de la Tipología del Déficit Habitacional, cuenta con un **51.2 % de Viviendas en estado aceptables**, con un **33.9 % de Viviendas en estado recuperables** y con un **14.9 % de viviendas en estado irrecuperables**.

En cuanto al número de **Usuarios** de la **Subestación Eléctrica Manta 3**, son: **20.871 entre residenciales, comerciales, industriales y otros**. El Alimentador **11M3140T11** tiene 8.164 usuarios, los cuales 7.780 son residenciales, 294 son comerciales, 15 son industriales y 75 otros. El Alimentador **11M3140T12** tiene 4.842 usuarios, los cuales 4.672 son residenciales, 123 son comerciales, 7 son industriales y 40 otros. El Alimentador **11M3140T14** tiene 2.199 usuarios, los cuales 1.956 son residenciales, 193 son comerciales, 12 son industriales y 38 otros. El Alimentador **11M3140T15** tiene 5.666 usuarios, los cuales 5,374 son residenciales, 236 son comerciales, 20 son industriales y 36 otros.

El proyecto está focalizado al sector urbano – marginal, y contempla la cobertura de una parte del cantón Manta con la Reconfiguración del Castillo a 69 KV y la Reconfiguración del Castillo a 13.8 KV, además de la Reconfiguración de las posiciones de salida de los 4 Alimentadores: **11M3140T11, 11M3140T12, 11M3140T14 y 11M3140T15** de distribución a 13,800 voltios propiedad de la Unidad de Negocios CNEL EP - UN Manabí y que provee de energía eléctrica tanto en baja como en media tensión a los usuarios: Residenciales, Comerciales e Industriales. En esta área existen servicios básicos, y el número de beneficiarios directo es de aproximadamente 20,871 hab.

Este proyecto, sería un complemento a la inversión que gestiona el Gobierno Nacional con el BID - Banco Interamericano de Desarrollo, para el Programa de la Reconstrucción de Infraestructura Eléctrica de las Zonas afectadas por el Terremoto del 16 de Abril del 2016 ocurrido en el Ecuador, el cual pertenece a un recurso que no se logró ejecutar en otros proyectos por lo cual se procedió a reemplazar, esto en base a informes técnicos enviados a la entidad correspondiente evidenciando en fotografías el mal estado de la infraestructura eléctrica y civil, producto de los últimos eventos sísmicos, contaminación ambiental y vida útil de los materiales y equipos, siendo los principales beneficiarios son los habitantes de la ciudad de Manta, sus principales parroquias y las comunidades del Barrio Jocay, Las Cumbres, San Pedro, Eloy Alfaro, la Interbarrial de Manta, las Villas del Seguro y Urbiríos.

2.2 Identificación, Descripción y Diagnóstico del Problema.

En vista de que nuestro sistema de distribución de energía eléctrica tiene muchos años de operación, el estado en que se encuentran: sus líneas primarias, postes, transformadores, estructuras de media tensión en la provincia es preocupante, debido al tiempo de uso y a la acción del medio ambiente sobre sus componentes; a esto se suma que la sección de sus conductores son de varios calibres, y no siempre seleccionados al requerimiento óptimo técnico, lo que ha conllevado a la obsolescencia al sistema.

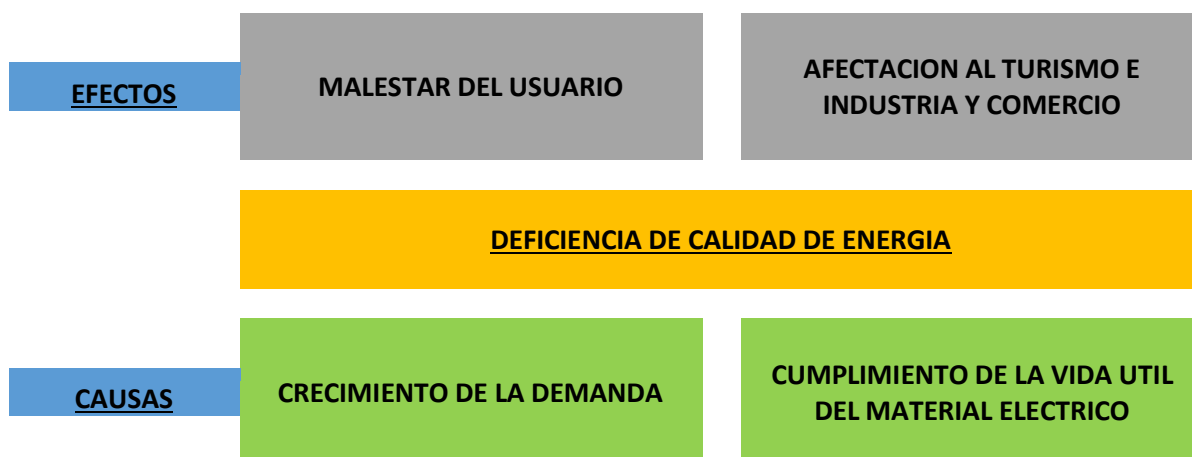
Las líneas primarias existentes tienen distancias de cobertura y distancias de la red de Media tensión respecto al suelo, anti técnicas que no permiten brindar un buen servicio al cliente, ocasionando pérdidas de energía, bajos niveles de tensión, y un alto riesgo a la población del sector, lo que demanda realizar la reconfiguración de sus alimentadores de media tensión debiéndose cambiar su calibre o incrementar sus fases de servicio con las extensiones de red respectivas, y el respectivo regulado de la red.

Lo expresado en líneas anteriores no ha permitido otorgar un suministro de energía eléctrica en óptimas condiciones, que sumado a la falta de atención oportuna por parte de la Unidad de Negocios CNELEP - UN Manabí por limitación de sus recursos, conllevan a que existan caídas de tensión superiores a las permitidas por el CONELEC, además la distancia de la red de media tensión respecto al suelo, puede provocar accidentes y pérdidas irreparables a los moradores del sector.

En el ámbito comercial, al no tener un sistema confiable los reclamos son constantes sobre todo en los usuarios que están en cola del alimentador.

Presentamos datos de índices de calidad de servicio: frecuencia y tiempo de interrupción del alimentador.

Con esta finalidad de brindar una mejor confiabilidad del servicio de energía eléctrica en el cantón Manta y en sus sectores aledaños la CNELEP – UN MANABÍ, ha considerado la RECONSTRUCCIÓN de la Subestación Eléctrica Manta 3, que cuenta con una capacidad instalada de 20 - 25 MVA con la Reconfiguración del Castillo a 69 KV y la Reconfiguración del Castillo a 13.8 KV, además de la Reconfiguración de las Posiciones de Salida de los 4 Alimentadores: **11M3140T11**, **11M3140T12**, **11M3140T14** y **11M3140T15** de distribución a 13,800 voltios, que provee de energía eléctrica tanto en baja como en media tensión a los usuarios: Residenciales, Comerciales, Industriales y otros, de las comunidades del Barrio Jocay, Las Cumbres, San Pedro, Eloy Alfaro, la Interbarrial de Manta, las Villas del Seguro y Urbirios.



2.3 Línea de base del proyecto.

Capacidad instalada en MVA:	20 - 25 MVA
Infraestructura Civil	Mal estado
Cerramiento Perimetral:	Mal estado
Caseta de Guardianía:	no existe
Sistema SCADA:	no existe
Cisterna para agua:	no existe
Cisterna de desecho de aceite:	no existe

- ✓ Pérdidas técnicas de energía redes primarias: 37,176,345.40 KW-H-AÑO
- ✓ Energía no suministrada: 944,994.30 KW-H-AÑO
- ✓ Altura de la red de media tensión con respecto al suelo, inferior a las establecidas en las normas de construcción.

2.4 Análisis de la Oferta y la Demanda.

Demanda:

En CNEL EP UN Manabí, a Enero del 2018, registra 303.121 clientes en la Base del Sistema de Información Geográfico -SIG-.

La demanda potencial, como la efectiva la podríamos enfocar en dos escenarios: El primero, la propia empresa como real demandante de este servicio, que ofrece el proyecto; y el segundo escenario, enfocado como una demanda indirecta, los usuarios que van a ser identificados (Beneficiados) por el proyecto, que el universo actual de la zona de influencia es de 253.441 hab. Aproximadamente, lo que va a permitir en base a esto obtener el impacto que el proyecto va a generar.

- ✓ Población de habitantes de referencia: 253.441
- ✓ Población de clientes demandante efectiva: 20.871
- ✓ Promedio mensual de consumo por cliente: 140 kW-h.

Oferta:

Debido al hecho de que CNEL EP - UN Manabí es la única empresa de distribución de energía eléctrica dentro del área de concesión de la provincia, ésta no posee ningún tipo de competencia de otras empresas que puedan brindar el servicio.

2.5 Identificación y caracterización de la población objetivo.

Para el proyecto en mención, se identifican dos tipos usuarios: el cliente externo y la Empresa.

En cuanto al cliente externo el proyecto está dirigido para los clientes de CNEL EP - UN Manabí, de los cuales a la fecha están identificados 20.871 usuarios con un consumo promedio de 140 kW-h.

La población que será beneficiada en la ejecución de este proyecto, se concentra en la zona urbano – marginal de los habitantes de la ciudad de Manta y las comunidades del Barrio Jocay, Las Cumbres, San Pedro, Eloy Alfaro, la Interbarrial de Manta, las Villas del Seguro y Urbiríos del cantón Manta.

En el sector están concentrados clientes residenciales que necesitan el servicio de energía eléctrica en óptimas condiciones de calidad de servicio y seguridad, para el normal desarrollo de sus actividades diarias.

Por otro lado la empresa, en su constante afán de mejorar la eficiencia en la gestión empresarial, que es reflejada en su recaudación, debe emprender programas de

reforzamiento de su infraestructura eléctrica, proporcionando así, un servicio eléctrico de calidad a todos sus usuarios.

2.6 Ubicación geográfica e impacto Poblacional.

Con esta finalidad de brindar una mejor confiabilidad del servicio de energía eléctrica en el cantón Manta y en sus sectores aledaños la CNEL EP – UN MANABÍ, ha considerado la RECONSTRUCCIÓN de la Subestación Eléctrica Manta 3, que cuenta con una capacidad a ser instalada de 20 - 25 MVA y con la Reconfiguración del Castillo a 69 KV y la Reconfiguración del Castillo a 13.8 KV, además de la Reconfiguración de las Posiciones de Salida de los 4 Alimentadores: **11M3140T11**, **11M3140T12**, **11M3140T14** y **11M3140T15** de distribución a 13,800 voltios, que provee de energía eléctrica tanto en baja como en media tensión a los usuarios: Residenciales, Comerciales, Industriales y otros, de las comunidades del Barrio Jocay, Las Cumbres, San Pedro, Eloy Alfaro, la Interbarrial de Manta, las Villas del Seguro y Urbiríos.

SECTOR	COORDENADAS EN X	COORDENADAS EN Y	CANTÓN
INICIO	531739,94	9892396,64	MANTA

3. Articulación con la Planificación.

3.1 Alineación con el objetivo estratégico institucional.

Objetivo I: Incrementar la calidad de servicio y el nivel de satisfacción del cliente/FMIK y TTIK.

Objetivo II: Reducir las pérdidas de energía/ pérdidas de energías.

3.2 Contribución del proyecto a la meta del Plan Nacional de Desarrollo.

Objetivo. Asegurar la soberanía y eficiencia de los sectores estratégicos para la Transformación industrial y tecnológica.

4. Matriz del marco lógico.

4.1 Objetivo General y objetivos específicos.

Objetivo del proyecto

“Mejoramiento de la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico en el cantón Manta con la “Reconstrucción de la S/E Manta 3”.

Objetivos Específicos

- ✓ Reconstrucción de la infraestructura eléctrica y civil de la Subestación Eléctrica Manta 3.
- ✓ Reconfiguración del Castillo de 69 KV.
- ✓ Reconfiguración del Castillo de 13.8 KV.
- ✓ Reconfiguración de las Posiciones de salida de sus Alimentadores.
- ✓ Contribuir al desarrollo personal, comunitario y mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades del Barrio Jocay, Las Cumbres, San Pedro, Eloy Alfaro, la Interbarrial de Manta, las Villas del Seguro y Urbiríos, que a la fecha asciende a la cantidad aproximada de 25.000 habitantes.

4.2 Indicadores de resultado.

En el presente proyecto se establece como metas:

- ✓ Reconstrucción de los Castillos a nivel de 13.8 KV y 69 KV de la Subestación Eléctrica Manta 3 a fines del año 2019.
- ✓ 20.871 Usuarios socializados a fines del mes de julio del 2019.

4.3 Marco lógico.

Matriz de Marco Lógico

RESUMEN NARRATIVO	INDICADORES VERIFICABLES	MEDIOS DE VERIFICACIÓN	SUPUESTOS IMPORTANTES
FIN			
Contribuir a mejorar la Confiabilidad y Capacidad de entrega, del suministro de energía. Realizado.	Disminuir el número de interrupciones por mantenimiento de subestación al 50% a finales del 2019.	Informe técnicos de Arconel y de la Dirección de Planificación.	1. Mantenimiento de Subestaciones.
PROPOSITO			
Reconstrucción de la subestación Eléctrica Manta 3. Realizado.	1.- Incremento de capacidad a 20 - 25 MVA de a fines del año 2019.	Informes técnicos mensuales trimestrales y anuales de los resultados de calidad en el Área de Operaciones y de la Dirección de Distribución de la CNEL EP - UN Manabí.	
COMPONENTES			

<p>1. Reconstrucción de la Subestación Eléctrica Manta 3.</p> <p>2. Gestión y Socialización del proyecto</p>	<p>✓ Una subestación eléctrica repotenciada con una capacidad instalada de 20 – 25 MVA instalado a fines del año 2019.</p> <p>✓ Socialización de 20.871 usuarios a finales de julio del año 2019</p>	<p>✓ Registros de informes de la construcción de la subestación en los archivos de la Dirección de Distribución de la CNEL EP - UN Manabí.</p> <p>✓ Actas de entrega recepción de las instalaciones concluidas y contratos de las obras finalizados en los archivos de la Dirección de Distribución de la CNEL EP - UN Manabí.</p> <p>✓ Verificación física del correcto funcionamiento de la Subestación construidos en las coordenadas indicadas.</p> <p>✓ Informe final de la fiscalización realizada, ubicado en los archivos de la Dirección de Distribución de la CNEL EP - UN Manabí.</p> <p>✓ Reportes de monitoreo de la socialización ubicados en los archivos de CNEL EP - UN Manabí.</p> <p>✓ Contratos de socialización ubicados en los archivos de CNEL EP - UN Manabí.</p>	<p>Recursos financieros están disponibles oportunamente y de manera puntual.</p>
RESUMEN NARRATIVO	INDICADORES VERIFICABLES	MEDIOS DE VERIFICACIÓN	SUPUESTOS IMPORTANTES
ACTIVIDADES			

1. RECONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MANTA 3.	\$ 1.517.979,68	✓ A través de la información financiera contable de CNELEP Registro y sustento de cada egreso realizado, de acuerdo al presupuesto para el proyecto, en la Coordinación Administrativa y Financiera. Registros de compras públicas en los archivos de CNELEP.	
2. COSTO TOTAL DE OBRAS.			
- SUMINISTRO	\$ 1.262.983,11		
- MANO DE OBRA	\$ 143.069,82		
- OBRA CIVIL	\$ 111.926,75	✓ Registros de los contratos y actas entrega recepción en los archivos de CNELEP.	
3. IVA.	\$ 182.157,56	✓ Registro de libro diario de obra.	
		✓ Registro Publicación Portal Compras Públicas.	
		✓ Registro contratos legalizados por D.A. Jurídica.	
		✓ Informes del Administrador de contrato.	
		✓ Registro contable de gastos.	
		✓ Informe de Fiscalización y Administrador.	
TOTAL	\$ 1.700.137,24		

5. ANÁLISIS INTEGRAL

5.1 Viabilidad técnica – proporcionado por área técnica.

Con el fin de mejorar el suministro eléctrico a nivel de distribución otorgando una energía confiable, a nivel de voltajes aceptables y de óptima calidad de acuerdo a las regulaciones emitidas por el ARCONEL se proyecta el Incremento de la Confiabilidad y Capacidad de entrega del suministro de energía eléctrica a nivel de sistema primario de distribución de la CNEL EP - UN Manabí.

SUBESTACION ELÉCTRICA	CORDENADAS INICIO	
MANTA 3	531739,94	9892396,64

5.1.1 Descripción de la Ingeniería del Proyecto.

El proyecto está compuesto de los siguientes factores:

- ✓ Reconstrucción de la Subestación Eléctrica Manta 3.
- ✓ Gestión y socialización del proyecto.
- ✓ Construcción de Alimentadores.
- ✓ Configuración de la Subestación.
- ✓ Sistema de Puesta a Tierra.
- ✓ Protección Atmosférica.
- ✓ Calculo para acondicionadores de aire en el cuarto de control y caseta de guardianía.
- ✓ Transformador de servicios auxiliares.
- ✓ Iluminación Externa.
- ✓ Descripción de los trabajos en la subestación.

Se anexa Memoria Técnica.

5.1.1.1 Definición de las zonas para la ejecución del Proyecto.

Las zonas de localización del proyecto corresponden a la Subestación Eléctrica Manta 3, Alimentadores de medio voltaje y bajo voltaje.

5.1.1.2 Otras Actividades.

Dentro de las actividades complementarias del proyecto, contempla la difusión de la construcción señalada en el numeral anterior, a los clientes del sector. Esto será contratado

en coordinación con el departamento de relaciones públicas de la Unidad de Negocios CNEL EP - UN Manabí.

5.1.1 Planteamiento metodológico.

El planteamiento metodológico identificado para el desarrollo de este proyecto está compuesto de la siguiente manera:

- ✓ Identificación de las Zonas o campos de aplicación.
- ✓ Reconocer marcado de vértices.
- ✓ Obras de infraestructura civil
- ✓ Montaje estructura.
- ✓ Instalación de equipos de medición, protección y control.
- ✓ Pruebas.
- ✓ Recepción.

DISEÑOS

Se anexa en formato CAD, el recorrido del alimentador, además las estructuras a emplearse en el proyecto.

5.1.2 Especificaciones técnicas.

Especificaciones Técnicas

En el anexo 2, se muestran las estructuras a emplearse en el proyecto.

Descripción general de los trabajos.

El objetivo de la presente contratación es la reconstrucción y el rediseño de la Subestación Eléctrica Manta 3.

Actividades generales:

- ✓ Coordinar la ejecución de las obras civiles.
- ✓ Montaje de las estructuras a nivel de 69 KV y 13.8 KV
- ✓ Instalación de equipos de medición , protección y control de 69 KV y 13.8 KV
- ✓ Pruebas de operación del equipamiento de la Subestación Eléctrica Manta 3.

Obligaciones de la Unidad de Negocios CNEL EP - UN MANABÍ

Los planos a levantar y presentar deben contener una tarjeta de identificación cuyo formato será suministrado por la Unidad de Negocios CNEL EP - UN MANABÍ y sus tamaños los indicados a continuación:

Formato INEN Dimensiones (mm)

A0 841 x 1189
A1 594 x 841
A2 420 x 594
A3 297 x 420
A4 210 x 297

De preferencia el tamaño máximo de los planos a utilizarse debe ser el correspondiente al formato A1 y sólo en casos excepcionales el formato A0.

5.1.3 Cumplimiento de especificaciones

Limpieza del sitio

El Oferente adjudicado mantendrá limpia el área donde se realizan los trabajos. Al terminarse las obras objeto del contrato, retirará del área los equipos, materiales no utilizados, desperdicios, escombros, instalaciones provisionales y todos los demás objetos de su propiedad.

Personal y equipo del Oferente adjudicado

Todo el personal a emplearse y especialmente el personal técnico acreditado, deberán tener la suficiente experiencia en la ejecución de trabajos similares.

Ensayos y Pruebas.

Los materiales y trabajos contratados serán sometidos a las pruebas y ensayos que se indican en las Especificaciones Técnicas. Los materiales y trabajos que no hayan sido aceptados por no cumplir con las condiciones requeridas, deben ser reemplazados a costo del Oferente adjudicado.

5.1.4 Especificaciones obras civiles.

Se deberán cumplir todas las especificaciones técnicas recomendadas para la construcción de la Obras Civiles necesarias para la Reconstrucción de la Subestación Eléctrica Manta 3; en el cual involucran el pórtico de 69 KV, pórtico 13,8 KV, tanto en la posición de línea, base de transformador de potencia, caseta de control general, base de disyuntores, electro canales, trincheras, ducto cajón y si es necesario uso de torres.

Se las debe planificar con la fiscalización cada paso a dar durante la construcción, para prever que las mismas no sufran ningún asentamiento o deslizamiento. La cimentación de esta estructura es fundamental para que no existan ningún tipo de inconvenientes en el futuro lo que puede ocasionar desgracias o pérdidas considerables.

Considerar:

- Utilizar solo arena homogenizada para mezcla de hormigón.
- El diseño del hormigón deberá ser de $f'c = 240 \text{ kg/cm}^2$ para bases, columnas, vigas, piso de Caseta control, losa de recubrimiento.
- El diseño de la fluencia a la tensión del hierro será de $f'y = 4200 \text{ kg/cm}^2$
- Los materiales pétreos de relleno deberán ser de calidad cumpliendo las recomendaciones del MTOP para lastres y base de vías principales.
- El agua de amasado deberá ser agua potable cumpliendo un pH de 7; sin impurezas, material particulado mezclado y grasas.
- Se deberá construir una piedra plen mínimo de 50 centímetros en el área donde se construirá el aumento de la Casa de Control General dejando un sobre ancho de 1 metro.
- La base del transformador de potencia se deberá también construir una piedra - plen con piedra bola debidamente seleccionada para forma una base tipo invertido para disipar los movimientos ante un evento sísmico y que la base se dañe lo menos posible; considerar resiliencia estructural ante evento como sismo.
- El relleno de la base del transformador, base de los pórticos 13,8 y 69 KV, base de disyuntores y el área donde se construirá el aumento de la caseta de control deberá ser del mejor lastre seleccionado para sub-base y base tipo Mtop y su estándar Proctor de compactación será mínimo de 95%.
- Se deberán dejar la junta de separación en el cerramiento perimetral con un vano máxima de 25 metros, no se considera juntas compartida deberá ser aislada y rellena con sika boom y/o elastómero de buena calidad.

5.2 La Subestación contendrá:

- Un cuadro de 4 bahías de 69 KV en la cual se conectarán las líneas de entrada y salida de alta tensión, y una de sus bahías se usará para servir al transformador de poder.
- Un transformador de poder de reducción de 69 KV a 13,8 KV con una capacidad de 20/25 MVA OA/FA.
- Un cuadro de 4 bahías de 13.8 KV ampliable en la cual se conectarán las salidas para 4 alimentadores.
- Un cuarto de control y protección con tableros para los diferentes alimentadores de 69 KV, Un cuarto de control y protección con tableros para los diferentes alimentadores de 13.8 KV, un tablero con la medición de energía de toda la subestación, y banco de baterías + tableros para servicios auxiliares, Obras civiles complementarias.

- La medición de energía será a nivel de 69 KV en cada línea, y a nivel de 13.8 KV en cada alimentador de salida.
- La medición al transformador de poder será en ambos niveles de voltaje.
- Tiene un portón de acceso principal metálico, desde la vía de ingreso.
- La configuración de este diseño cumple la regulación ARCONEL 001- 2015, que exige un cuadro de 4 posiciones en 69 KV para entrada y salida de línea de 69 KV.
- El diagrama unifilar, muestra la configuración eléctrica del castillo a 69 KV a ser construido.
- Un sistema de malla de puesta a tierra.

La normativa considerada para este diseño es:

- Código Eléctrico Nacional NEC, norma NFPA 70
- IEEE 1119/1988. Guía para distancias mínimas de seguridad en subestaciones
- IEC 60071 Distancias mínimas de seguridad para Coordinación de aislamiento.
- IEEE 80. Guía para puesta a tierra en Subestaciones
- Regulaciones Vigentes de MEER y Arconel.

6. EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN

La subestación eléctrica será convencional y de tipo exterior, por lo que todo el equipamiento deberá ser fabricado para uso en intemperie, con excepción de los tableros de protección y control, y los sistemas auxiliares los cuales estarán instalados dentro de un cuarto de mando, construido en hormigón y mampostería.

Los equipos exteriores de alta y media tensión, serán instalados respetando las distancias mínimas de separación entre sí, separación a carcassas de tierra, separación a cerramientos, de acuerdo a la norma IEC 60071 (Insulation Coordination).

Las condiciones ambientales de la subestación son:

- ✓ Altura sobre nivel del mar: 15-20 mts
- ✓ Temperatura promedio: 24 grados
- ✓ Temperaturas máximas: 36 grados
- ✓ Tipo de ambiente: Seco , árido y con presencia de polvo

- ✓ Actividad sísmica: Media – alta. Recientemente activa con eventos de hasta escala 7
- ✓ Velocidad de Viento: Ligera, con un máximo de 40 Km/h

El sistema eléctrico al que se interconectará, funciona a 60 Hz, con niveles de voltaje Estandarizados de 69,000 y 13,800 voltios, para alta y media tensión, respectivamente.

El esquema contempla una estructura de distribución de alta tensión, de 4 bahías, a nivel de 69.000 voltios en la cual existirán 4 posiciones ocupadas, cada una con un disyuntor de protección tipo tanque vivo:

- una posición de entrada de la línea de 69 KV.
- dos posiciones de salida de la línea de 69 KV.
- una posición para el nuevo transformador de poder.

En la posición de entrada y salidas de la línea de 69 KV para seccionamiento y protección se instalarán tres seccionadores tripolares de operación motorizada para entrada y salidas junto con un disyuntor en SF6 tipo tanque vivo. Adicionalmente para casos emergentes en los cuales no se pueda utilizar esta infraestructura principal se instalará un seccionador tripolar de bypass de mando eléctrico, con cuchillas de puesta a tierra (de mando manual), con un interbloqueo mecánico, el cual será utilizado para aterrizar las líneas de 69 KV.

En la posición para el nuevo transformador de 20/25 MVA se instalará un seccionador tripolar manual con cuchillas de puesta a tierra, de mando manual también, y con un interbloqueo mecánico, junto con un disyuntor de 69 KV en SF6 tipo tanque vivo.

La protección de cada línea se diseñará con función diferencial de línea (se proveerá un relé espejo suelto para cada posición, para que CNEL lo instale en el punto de origen de la línea), y con función de sobrecorriente direccionales como respaldo. La protección del transformador se hará mediante relé de protección diferencial multifunción (diferencial y sobrecorriente de 2 elementos)

La medición comercial se hará mediante 3 transformadores de corriente ubicados en cada bahía, en torretas individuales (excepto la del transformador de poder) y 3 transformadores de voltaje ubicados en la barra principal de 69 KV.

Los transformadores de corriente deberán tener precisión 0,2 % IEC, su relación será 1200/5, con taps de multiratio, aislamiento para BIL mayor o igual a 400 KV (Disposición de CNEL).

Los transformadores de potencial deberán tener precisión 0,2% IEC, su relación será 42.000/120 V, aislamiento para BIL mayor o igual a 400 KV (Disposición de CNEL). Estos transformadores de corriente y voltaje no serán exclusivos para la medición sino que tendrán otros devanados para protección.

En el lado de 13,8 KV existirá 1 interruptor automático principal tipo tanque muerto en vacío, celdas de media tensión ubicadas en el cuarto de control a 13,8 KV, 4 reconectores de 13.8 KV, y cuchillas de bypass.

Los equipos a ser utilizados en 69 KV deberán ser capaces de operar a 72,5 KV de tensión máxima, pero tener nivel básico de aislamiento BIL mayor o igual a 400 KV.

Los equipos a ser utilizados en 13,8 KV deberán ser capaces de operar a 14,5 KV de tensión máxima, pero tener nivel básico de aislamiento BIL mínimo 110 KV.

Estos niveles extras de aislamiento (BIL), obedecen a políticas de la CNEL.

Todos los sistemas auxiliares de los equipos principales y accesorios que requieran energía eléctrica deberán ser diseñados para 127/220 voltios AC 60 Hz, monofásico o trifásico, y/o 125 voltios DC.

6.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA 20/25 MVA 69/13,8 KV

El transformador de potencia es el equipo principal de la subestación. Deberá cumplir con los estándares ANSI C57.12.40, C57.12.00, C57.12.90, o IEC 60076, será para reducción de voltaje.

El diseño para el grado de sismicidad debe ser de 0,5 g para el transformador de potencias y deberá tener las características siguientes:

- Enfriado en aceite mineral, de inflamabilidad reducida, libre de PCB.
- Capacidad nominal: 20/25 MVA – ONAN/ONAF
- Voltaje nominal: 69 KV delta primario, 13.8 KV estrella secundario, +/- 2 x 2.5%
- Impedancia Z(+) nominal: 8 a 9%

- Grupo de Conexión: Dyn1
- Dos devanados.
- Cambiador de derivaciones sin carga en el lado de 69 KV, dos pasos arriba y dos pasos abajo, 2.5% cada paso.
- **Frecuencia:** 60 Hertz.
- **Nivel básico de aislamiento mínimo:** 400 KV en el lado primario y 110 KV en el lado Secundario.
- Límites de excitación definidos por la norma ANSI C57.12.00-1980
- **Incremento promedio de temperatura:** 55 °C. OA
- Bobinas de cobre.
- **Terminales de alta tensión:** bushings de porcelana HV montados en la parte superior, todos con indicador de nivel de aceite. Terminales de aluminio de ajuste mecánico, para cable 750 ACAR.
- **Terminales de baja tensión:** bushings de porcelana montados en la parte superior, apropiado para conectar cables 1190 ACSR aéreo. Debe proveerse con terminales.
- **Características del tanque:** hardware de acero resistente a la corrosión, ganchos para elevación, lazos para elevación de la tapa, tapa principal soldada, tapa de inspección empernada en la parte superior, provisiones para puesta a tierra y base que permita rodarlo en direcciones paralelas. Acabado con pintura RAL ANSI 61, gris claro. Se acepta tanque con conservador.
- **Equipos auxiliares:** indicador magnético de nivel de aceite con contactos para alarma y disparo, termómetro de aceite tipo dial con contactos para alarma y disparo, termómetro de devanados con contactos para alarma y disparo, indicador de presión de vacío con contacto para alarma, dispositivo de alivio de presión con contactos para alarma, Relé de Presión súbita (Bucholz), válvula de drenaje en la parte inferior. Medidor de nivel de aceite con contactos de alarma. Ventiladores para enfriamiento forzado trifásicos de 220 V 60 Hz. El sistema auxiliar de ventiladores será 220 Voltios, 60 Hz. Trifásico.
- Sistema de enfriamiento y preservación del aceite en tanque conservador, incluyendo ventiladores para FA.
- Deberá poseer gabinete de control con borneras de conexión de todos los equipos auxiliares. Calefacción e iluminación diseñadas para 127-220V Vac, 60 Hz. Deberá incluir un

relé monitor de Transformador.

- Deberá poseer un juego de CTs con precisión para protección y un juego de CTs con precisión para medición en ambos bushings, con las siguientes características: CTs en Bushings de 69 KV: Núcleo 1: 150/300:5, 30 VA, CL 0.2 (se admite 300:5 multirelación con más de 2 taps)
- CTs en Bushings de 69 KV: Núcleo 2: 150/300:5, 30 VA, 5P20 (se admite 300:5 multirelación con más de 2 taps)
- CTs en Bushings de 69 KV: Núcleo 1: 600/1200:5, 30 VA, CL 0.2 (se admite 1200:5 multirelación con más de 2 taps)
- CTs en Bushings de 69 KV: Núcleo 2: 600/1200:5, 30 VA, 5P20 (se admite 1200:5 multirelación con más de 2 taps)
- Deberá poseer pararrayos junto a los bushings, tanto en 69 como en 13.8 KV.

6.2 SECCIONADORES DE 69 KV PARA POSICIÓN DE TRANSFORMADOR

Se instalarán tres seccionadores en la posición de alimentación a transformador de poder, en 69 KV: uno de bypass, uno a la entrada del GCB y uno a la salida del GCB.

El seccionador de bypass será de montaje horizontal, mando motorizado, sin cuchilla manual de puesta a tierra; y los otros dos serán de montaje vertical mando motorizado también sin cuchillas de puesta a tierra.

Las especificaciones de estos seccionadores son: 72,5 KV nominal, 400 KV BIL mínimo, 1.200 amperios, 40 KA de cortocircuito, con aisladores tipo estación TR286 y terminales adecuados para el cable especificado en las memorias y planos. Deberán poseer contactos auxiliares para indicar posición. El mecanismo de cierre y apertura motorizado, será para 125 VDC, pero tendrá también mando manual por palanca auxiliar.

Deberán venir con todos los mecanismos, ejes, palancas, pernos y demás elementos de operación, completos. Las palancas deberán poseer facilidades para colocarles candados en sus posiciones de cierre y de apertura, para evitar operaciones no deseadas en condiciones de riesgo. Todos los accesorios de hierro serán galvanizados en caliente, así como los pernos de sujeción.

Serán de 3 columnas aisladas con cuchilla giratoria en columna central. La cuchilla puede ser de cobre o aluminio, y tendrá movimiento en un plano paralelo al de la base de los seccionadores. El montaje deberá hacerse con apego a las instrucciones del fabricante.

La separación entre polos de fase, deberá ser de 1.80 a 2.00 mts.

6.3 SECCIONADORES DE 69 KV PARA POSICIÓN DE LINEA DE ENTRADA Y SALIDA DE LA BAHIA

Se instalarán tres seccionadores en cada una de las posiciones de entrada y salidas de la bahía de 69 KV: uno de bypass, uno a la entrada del GCB y uno a la salida del GCB.

El seccionador de bypass será de montaje horizontal, motorizado, con cuchilla manual de puesta a tierra; y los otros dos serán de montaje vertical mando motorizado y sin cuchillas de puesta a tierra.

Solamente el seccionador de bypass en cada posición de línea, deberá contar con cuchillas de puesta a tierra de operación simultánea en las tres fases y con bloqueo mecánico. Su mecanismo de operación será motorizado para las cuchillas de fase y manual con palanca para las cuchillas de tierra, y deberá contar con bloqueo mecánico para prevenir el cierre simultáneo de las cuchillas de las fases y de las de puesta a tierra.

Las especificaciones de estos seccionadores son: 72,5 KV nominal, 400 KV BIL mínimo, 1.200 amperios, 40 KA de cortocircuito, con aisladores tipo estación TR286 y terminales adecuados para el cable especificado en las memorias y planos. Deberán poseer contactos auxiliares para indicar posición. El mecanismo de cierre y apertura motorizado, será para 125 VDC, pero tendrá también mando manual por palanca auxiliar.

Deberán venir con todos los mecanismos, ejes, palancas, pernos y demás elementos de operación, completos. Las palancas deberán poseer facilidades para colocarles candados en sus posiciones de cierre y de apertura, para evitar operaciones no deseadas en condiciones de riesgo. Todos los accesorios de hierro serán galvanizados en caliente, así como los pernos de sujeción.

Serán de 3 columnas aisladas con cuchilla giratoria en columna central, similar al especificado para alimentación a transformador de poder. La cuchilla puede ser de cobre o aluminio, y tendrá movimiento en un plano paralelo al de la base de los seccionadores. El

montaje deberá hacerse con apego a las instrucciones del fabricante.

La separación entre polos de fase, deberá ser de 1.80 a 2.00 mts.

6.4 BARRAJE DE 69 KV

El barraje de 69 KV será construido con conductor de aluminio 750 MCM tipo ACAR (18/19) con capacidad de 807 amperios fabricado bajo norma ASTM B-230 y ASTM B-524. Esta barra estará soportada de la estructura por medio de aisladores de suspensión de polímero y contendrá los herrajes necesarios para colocar los puentes de interconexión. Tendrá 2 niveles (norte-sur, y este-oeste) centrados, separado 1.80 mts entre fases del mismo nivel, y 1.80 mts entre cada nivel. En una configuración de barra simple. Para sujetar los extremos de estos cables se usará grapa tipo pistola para subestación, de aluminio, de calibre 750 MCM.

Los conectores barra-barra y los conectores placa de equipo a cable, serán de calibre 750 MCM, de aluminio, de una marca reconocida del mercado. Los pernos deberán ser de hierro galvanizado en caliente, bajo norma ASTM. La configuración del barraje consta en planos.

6.5 AISLADORES DE SUSPENSIÓN DE 69 KV

Los aisladores de suspensión de 69 KV serán del tipo polímero, aplicables a estación, se sujetarán a la estructura del pórtico por medio de pernos galvanizados. Se aceptará como alternativa, cadenas de aisladores de porcelana.

Las características son las siguientes:

El núcleo será de fibra de vidrio reforzada con resina epóxica de alta dureza, resistente a los ácidos y, por tanto, a la rotura frágil; tendrá forma cilíndrica y estará destinado a soportar la carga mecánica aplicada al aislador. El núcleo deberá estar libre de burbujas de aire, sustancias extrañas o defectos de fabricación.

El núcleo de fibra de vidrio tendrá un revestimiento hidrófugo de goma de silicón de una sola pieza aplicado por extrusión o moldeo por inyección. Este recubrimiento no tendrá juntas ni costuras, será uniforme, libre de imperfecciones y estará firmemente unido al

núcleo; tendrá un espesor mínimo de 3 mm en todos sus puntos. La resistencia de la interfase entre el recubrimiento de goma de silicón y el cilindro de fibra de vidrio será mayor que la resistencia al desgarramiento (tearing strength) de la Goma de silicón.

Las aletas aislantes serán, también hidrófugas de goma de silicón, y estarán firmemente unidas a la cubierta del cilindro de fibra de vidrio por moldeo como parte de la cubierta; presentarán diámetros iguales o diferentes y tendrán preferentemente, un perfil diseñado de acuerdo con las recomendaciones de la Norma IEC 815.

La longitud de la línea de fuga requerida deberá lograrse con el necesario número de aletas. El BIL debe ser mayor o igual a 400 KV.

El recubrimiento y las aletas serán de color gris.

Los herrajes extremos para los aisladores de suspensión estarán destinados a transmitir la carga mecánica al núcleo de fibra de vidrio. La conexión entre los herrajes y el núcleo de fibra de vidrio se efectuará por medio de compresión radial, de tal manera que asegure una distribución uniforme de la carga alrededor de este último.

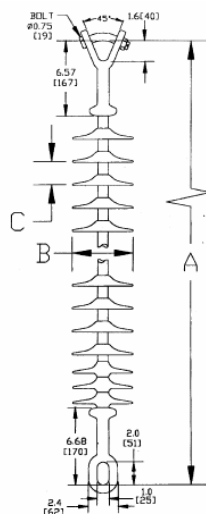
Los herrajes para los aisladores tipo suspensión deberán ser de acero forjado o hierro maleable; el galvanizado corresponderá a la clase "C" según la norma ASTM A153.

Por el nivel de voltaje el aislador a adquirir tendrá características iguales o similares a las siguientes:

- Componente: El aislador está fabricado sobre un núcleo de varilla de fibra de vidrio recubierta de goma de silicón.
- Voltaje de línea: 69 KV.
- Tensión de diseño: 72.5 KV.
- MIL: mayor o igual a 400 KV.
- Valor mínimo de voltaje de descarga a tensión de impulso positiva (CIFO): 638 KV.
- Valor mínimo de voltaje de descarga a tensión de impulso negativa (CIFO): 680 KV.
- Tipo de soporte para sujetar al poste (Tower End Fitting): Y-Clevis de acero.
- Tipo de soporte para sujetar la grapa Terminal (Line End Fitting): Ojo.
- Peso estimado 6 a 10 Kg.

- Mínima distancia de arco en seco (Dry Arc distance): 37.3 pulgadas ó 947mm.
- Mínima distancia de fuga (Leakage distance): 86.1 pulgada ó 2,185 mm.
- Carga mecánica especificada, SML (Specified Mech. Load): 25,000 Lbs ó 111.2 Kn.
- Carga de prueba de rutina, RTL(Routine Test Load): 12,500 Lbs ó 55.6 kN
- Material del aislador y faldas: Goma de Silicón.

El aislador requerido deberá ser similar a la figura adjunta:



6.6 PARARRAYOS DE 60 KV

Se instalarán pararrayos en la bahía de entrada, bahía de salida y bahía del transformador, para proteger a los equipos contra sobretensiones transitorias o permanentes.

Los pararrayos serán tipo intemperie de 60 KV nominal, clase estación, Metal Top, con tecnología de Varistor de Oxido Metálico (MOV). Pueden ser de Aislados en Silicon o Porcelana.

Estos pararrayos se deberán poder instalar en posición vertical u horizontal (Ver planos).

Las características eléctricas principales son:

- Norma de Fabricación: ANSI/IEEE C62.11
- Capacidad de disipación de energía: 3,4 KJ/Kv o superior
- Frecuencia del sistema: 60 Hz.

- Voltaje nominal: 60 KV rms.
- Máximo Voltaje Continuo de Operación: 48 KV rms.
- BIL: 400 KV.
- Nivel de protección de Frente de Onda para 10 KA: 187 KV cresta
- Máximo voltaje de descarga a onda impulso (8/20 us) a 10 KA: 159 KV cresta
- Voltaje de descarga de impulso de maniobra para 500 A.: 124 KV cresta
- Distancia de fuga (creepage distance): 68.0"
- Pruebas de aislamiento: A onda de impulso 1.2/50 us: 358 KV cresta
- A frecuencia industrial (60Hz);1 min., seco:200 KV rms 10 seg., húmedo:194 KV rms

Accesorios:

- Terminales/conectores:
- ✓ Fase: adecuados para conductor # 4/0 AWG hasta 500 AWG ACAR
- ✓ Tierra adecuados para conductor # 4/0 AWG cobre desnudo.

6.7 INTERRUPTOR DE 69 KV

Los interruptores considerados para corte de corriente de carga o de fallas en el lado de 69 KV, serán aislado en SF6, de tipo tanque vivo, mecanismo de operación con resorte motorizado, con las siguientes especificaciones técnicas:

- | | |
|-------------------------------------------------------------|-----------------|
| ➤ Tensión Nominal: | 69 KV. |
| ➤ Tensión Máxima: | 72,5 KV. |
| ➤ BIL (mínimo) | 400 KV. |
| ➤ Tensión de ensayo a frecuencia industrial (1 min.): | 160 KV. |
| ➤ Corriente Nominal: | 1.200 A. |
| ➤ Corriente de interrupción en cortocircuito: | 40 KA. |
| ➤ Corriente nominal de cierre en cortocircuito: | 40 KA. |
| ➤ Duración nominal de cortocircuito: | 3 s. |
| ➤ Máximo tiempo total de interrupción. | 60 ms. |
| ➤ Voltaje nominal de operación del motor: | 125 V dc. |
| ➤ Voltaje de operación de las bobinas de apertura y cierre: | 125 V dc |
| ➤ Voltaje nominal de operación del circuito auxiliar: | 220 V AC 60 Hz. |

- Mínima distancia de contorno del aislamiento: 1.815 mm. Mín.
- Peso total aproximado: 820 kg
- Norma: IEC 62271-100

Este interruptor debe poder hacer una operación completa de cierre y apertura, sin necesidad de recargar el resorte.

El interruptor deberá ser suministrado completamente ensamblado. Incluirá su estructura de soporte completa, estructura que será galvanizada en caliente. En el sitio, únicamente se extenderán las patas para montarlo y fijarlo. El equipo requerirá el gas aislante SF6 en su interior. Se debe proveer mangueras, válvulas, manómetro y gas suficiente para la maniobra de llenado de gas.

Este equipo deberá traer contactos de alarma por baja presión de SF6, Bloqueo por pérdida del gas, alarma por pérdida de energía de control, por resorte descargado. Sus bobinas de disparo y cierre deben ser a 125 Vdc, al igual que su motor de recarga. Deberá tener además facilidad de comprimir el resorte manualmente. Además deberá traer banderas de indicación de posición, selector local/remoto, contador de operaciones y luces piloto indicativas de su status.

Se debe proveer terminales de aluminio para sus conexiones de cables entrantes y salientes, para calibre 750 o 500 ACAR, según el caso.

6.8 EQUIPOS DE MEDICIÓN, TRANSFORMADORES DE CORRIENTE, TRANSFORMADORES DE POTENCIAL DE 69 KV. CABLES DE MEDICION.

Se utilizará un juego de 3 Transformador de Corriente (TC's) para posición de líneas:

Cada CT tendrá 2 devanados (protección y medición), para posición Vertical, de 72.5 KV Nominal, 400 KV BIL mínimo, con torreta de soporte y caja concentradora de señales. Housing de porcelana. Las características de sus núcleos se muestran a continuación:

CARACTERÍSTICA	NUCLEO DE PROTECCION	NUCLEO DE MEDICION
----------------	----------------------	--------------------

Relación	1200:1000:900:800:600:500:400:300/5, CL 5P20.	1200:600:300:150/5, CL 0.2.
Corriente de falla 1s	25 kA	25 KA
Precisión	5P20	0.2
Burden	30 VA	30 VA
Frecuencia	60 HZ	60 HZ
Normas aplicables	IEC 44-1-1996/ IEC 186	IEC 44-1-1996/ IEC 186
Cantidad a Instalar	1 por CT	1por CT
Detalles Adicionales	Terminales de bronce tropicalizado	Terminales de bronce tropicalizado

Los transformadores de potencial PTs poseerán uno o dos devanados según diagrama unifilar: Cuando sea de 2 devanados, uno será para uso de medición y otro de protección, sus características se muestran en la siguiente tabla. El PT de un devanado será para uso de protección. Se requiere 9 PTs: 3 para barra y 3 para cada línea.

CARACTERÍSTICA	ESPECIFICACIÓN
Posición	Vertical
Tensión nominal	72.5 KV
BIL mínimo	400 KV
Relación 1	42.000:120 V CL 0.2

Relación 2	42.000:120 V CL 3P
Frecuencia	60Hz
Medio de aislamiento	Aceite
Burden	30 VA
Normas aplicables	IEC 44-1-1996/ IEC 186
Cantidad a Instalar	3

El calibre de conductores desde los CT hasta el medidor deberán ser tales que no exceda el burden de 30 VA del CT, recomendando el calibre 10 AWG. Las cajas de bornes secundarios de estos CTs deberán tener facilidad de sellado.

Los transformadores de potencial deberán ser tipo inducción, con aislamiento (housing) en porcelana. Deberá ser de doble o un devanado en baja tensión, uno para medición y otro para protección. El devanado de medición deberá tener precisión 0,2% IEC o superior, voltaje máximo de trabajo entre 110-115 % del voltaje primario nominal. El calibre de conductores desde los PT hasta el medidor deberán ser tales que no exceda el burden de 30 VA del equipo seleccionado, recomendando que sea de calibre 12 AWG o mayor. Los 3 PT de barra estarán ubicados en la bandeja estructural intermedia del pórtico libre de 69 kV, según se muestra en los planos. El devanado de protección deberá tener precisión 3P.

Los PT de línea, irán instalados en torretas, según indica el plano.

Los cables de control irán en trinchera y accederán a los equipos por la parte inferior usando tubos de PVC de 63 mm x 1 MPA y funda sellada de 2".

Los cables que llevan la señal de corriente y de potencial deberán ser apantallados con pantalla de cobre, y serán de cobre flexibles para una tensión de operación de 600 V mínimo, con chaqueta de PVC resistente a la abrasión y retardante al fuego.

Los transformadores de corriente y los transformadores de potencial deberán tener un

voltaje nominal de 72,5 KV con un BIL mínimo de 400 KV.

Las carcasas de CT y PT deberán conectarse sólidamente a tierra.

6.9 EQUIPO DE 13.8 KV. MEDICIÓN DE 13.8 KV. BARRAJE DE 13.8 KV

A nivel de 13.8 KV se ha previsto un patio de maniobras de 4 bahías, pero cada bahía con capacidad para alojar equipos de maniobras de 2 arranques de alimentadores. Es decir, para un total de 8 posiciones.

La configuración diseñada incluye: Una posición para interruptor principal que recibe la acometida de 13.8 KV del transformador de poder, 4 posiciones para salida de alimentadores, cada una con recloser de protección, y 2 posiciones con seccionadores fusibles en KIT de 3 unidades: una posición para PTs de medición y una posición para salida de alimentador al transformador de servicio auxiliar.

En cada posición, además del equipo de protección, existirá un juego de seccionador simple a barra y un juego de seccionadores tipo TANDEM para realizar bypasses. Los bypasses de salida de alimentadores serán con cuchilla tipo barra para configuración normal, pero con fusibles de protección para posición de bypass del equipo reconector.

Las características del equipo de interrupción de 13.8 KV son:

Tipo tanque muerto, aislado en aire, con medio de interrupción de arco en vacío, mecanismo de operación con resorte motorizado, con las siguientes especificaciones técnicas:

- | | |
|-------------------------------------------------------|-----------|
| ➤ Tensión Nominal mínima: | 17.5 KV. |
| ➤ Tensión Máxima de operación: | 15 KV. |
| ➤ BIL (mínimo) | 110 KV. |
| ➤ Tensión de ensayo a frecuencia industrial (1 min.): | 38 KV. |
| ➤ Corriente Nominal mínima: | 2.000 A. |
| ➤ Corriente de interrupción en cortocircuito: | 30 KA. |
| ➤ Corriente nominal de cierre en cortocircuito: | 30 KA. |
| ➤ Duración nominal de cortocircuito: | 3 s. |
| ➤ Máximo tiempo total de interrupción. | 60 ms. |
| ➤ Voltaje nominal de operación del motor: | 125 V dc. |

- Voltaje de operación de las bobinas de apertura y cierre: 125 V dc
- Voltaje nominal de operación del circuito auxiliar: 220 V AC 60 Hz.
- Peso total aproximado: 800 Kg

Este interruptor debe poder hacer una operación completa de cierre y apertura, sin necesidad de recargar el resorte.

El interruptor deberá ser suministrado completamente ensamblado. Incluirá su carcasa de soporte completa en acero inoxidable, o con estructura que será galvanizada en caliente. Los bushings se montarán en el sitio, pero los mecanismos de botellas de vacío vendrán ensamblados y probados en fábrica.

Este equipo deberá traer contactos de alarma por pérdida de energía de control, por resorte descargado. Sus bobinas de disparo y cierre deben ser a 125 Vdc, al igual que su motor de recarga. Deberá tener además facilidad de comprimir el resorte manualmente. Además deberá traer banderas de indicación de posición, selector local/remoto, contador de operaciones y banderas indicativas de su status.

Se debe proveer terminales de aluminio para sus conexiones de cables entrantes y salientes, para calibre 1192 ACSR, según el caso.

Las características de los reclosers para protección de alimentadores son:

Cada alimentador nacerá de un recloser o reconectador de 17.5 KV nominal mínimo, 110 KV BIL, 600 amperios de capacidad, 20 KA de capacidad interruptiva, norma IEC. Estos reclosers tendrán su propio tablero de control en campo, con capacidad de lectura de parámetros eléctricos y maniobras manuales de operación y programación, y vendrán con estructura de soporte y cable de control. Se alimentarán solo con AC 120 o 208 V, para mantener recargada su batería interna.

Los reclosers deberán ser programables para hasta 4 operaciones y tener curvas múltiples en memoria para seleccionar disparos lentos o rápidos a conveniencia.

Los reclosers serán con interrupción en vacío y aislamiento sólido de polímero. Su operación será autónoma, debiendo tener su propio banco de baterías, indicador de posición y contador de operaciones.

Cada recloser deberá ser instalado con un switch sencillo de 600 amperios en su entrada de corriente desde barra y con un switch tándem bypass con fusile de 300 amperios en la salida, de operación manual por pértiga, para lograr la configuración que se indica en el diagrama unifilar y en los detalles de planos.

La CNEL EP, tiene como norma la instalación de un equipo de medición a nivel de 13.8 KV, para cada alimentador y una medición totalizadora a 13.8 KV. El diseño presente establece que se instalará un tablero de medidores independiente para alojar todos estos equipos.

Los medidores irán en el tablero de medidores, en el interior del cuarto de control. Serán similar al ION 7350 para los alimentadores y similar al ION 7650 para el totalizador. Todos deberán tener puerto de comunicación Ethernet.

Los CTs y PTs para emitir la señal a los medidores, estarán ubicados en el patio de 13.8 KV, según detalle en planos. Serán de tipo exterior, aislados en Resina Polimérica.

Cada posición de alimentador o de entrada, se tendrá un kit de 3 CT, uso exterior, de relación 600:5, burden 30 VA, con precisión 0.2 Norma IEC de 110 KV BIL.

Existirá además 3 PT de uso exterior, de relación 8400:120 V, burden 30 VA, con precisión 0.2 Norma IEC, de 110 KV BIL, para señal comunitaria de potencial a todos los medidores.

Los cables para medición serán concéntricos apantallados, para 600 voltios mínimo, de calibre 10 AWG para corriente y 12 AWG para Voltaje, e irán por tubos PVC, bandejas y trincheras hasta el tablero respectivo. Las especificaciones de los medidores se indican en el capítulo SAS más adelante. El acceso de cables de medición a los PT y CT, será mediante manguera sellada, o tubería rígida adosada a la estructura del patio de maniobras.

Los planos indican la ubicación de los CT y PT, así como su conexionado de fuerza.

El barraje de 13.8 KV será construido con conductor de aluminio reforzado ACSR 1192 MCM con capacidad de 1250 amperios, fabricado bajo norma ASTM B-230 y ASTM B-524. Esta barra estará soportada de la estructura por medio de aisladores de suspensión de polímero y contendrá los herrajes necesarios para colocar los puentes de interconexión. Tendrá 2 niveles (norte-sur, y este-oeste) centrados, separado 0.75 mts entre fases del mismo nivel, y 0.60 mts entre cada nivel. En una configuración de barra simple. Para sujetar

los extremos de estos cables se usará grapa tipo pistola para subestación, de aluminio, de calibre 1200 MCM.

Los conectores barra-barra y los conectores placa de equipo a cable, serán de calibre 1200 MCM ACSR, de aluminio, de una marca reconocida del mercado. Los pernos deberán ser de hierro galvanizado en caliente, bajo norma ASTM. La configuración del barraje consta en planos.

6.10 SISTEMAS AUXILIARES AC y DC

6.10.1 SISTEMA AUXILIAR 127/220 VAC

Para el servicio auxiliar, se instalará un transformador tipo Pad Mounted, trifásico, radial de frente muerto, de 30 KVA, 60 Hz, 13,800/ 127-220 voltios con cambiador de derivaciones, sin carga, un paso arriba y tres pasos abajo, cada paso de 2,5 %.

El transformador cumplirá con la Norma INEN 2114:2004 y será libre de PCBs.

Este transformador irá en el exterior del cuarto de control. (Ver planos para ubicación), e irá alimentado por 3 conductores 15 KV XLPE 100% IL, calibre # 2 AWG de cobre, que nacerán desde el patio de maniobras de 13.8 KV protegidos por 3 seccionadores fusible de 15 KV, 100 Amp, 110 KV BIL, con tira fusible de 3 amperios.

De este transformador nacerá un alimentador trifásico 127/220V de calibre 3# 1/0 + N# 2 Cu AGW THHN, que irá por tubería de 63 mm PVC hasta el interior del cuarto de control, llegando al tablero de servicio auxiliar TD AC, pero pasando por un medidor indirecto CL 20 de libre diseño, para registro de energía de autoconsumo.

En el interior del cuarto de control, se instalará un tablero TD AC, alimentado desde el transformador pad mounted, para distribuir energía a los siguientes equipos:

- Servicios generales del cuarto de control a través del panel de distribución PD AC. Iluminación, tomacorrientes y equipos de climatización del cuarto de control.
- Acometida para los servicios de luz y fuerza general de las edificaciones (oficina técnica y garita)
- Circuitos de iluminación exterior de la subestación.
- Servicios de fuerza e iluminación para los gabinetes de los interruptores y

transformador en patio, incluyendo calentadores de eliminación de humedad.

- Alimentación 120 V a los tableros de comunicación SCADA y al tablero de medidores para iluminación interna.
- Alimentación trifásica a los ventiladores de enfriamiento forzado del transformador de poder.
- Alimentación AC a los tableros de relés de protección.
- Alimentación AC a los reconectores.
- Alimentación AC al rectificador cargador de baterías.

En los planos se indica el diagrama unifilar de los servicios auxiliares AC, con los calibres de cada circuito, el amperaje del disyuntor de protección, trayectoria de alimentadores, y los circuitos de luz y fuerza interior de las edificaciones.

6.10.2 SISTEMA AUXILIAR 125 VDC

El sistema de control, mando y protección de la subestación será alimentado a 125 V DC. Existirá un rectificador, banco de baterías y tablero de distribución TD DC, según diagrama unifilar DC, y se tenderán circuitos DC a los interruptores y a los tableros de relés, a los mandos motorizados de los seccionadores, al gabinete de control del transformador de potencia y los tableros del cuarto de control (medidores, protección, Scada/comunicación). Ver diagrama unifilar.

Los tableros de distribución AC y DC, serán metálicos, en plancha galvanizada de 1/16", con pintura al horno, de alta adhesión, según detalle y dimensión indicado en plano. Serán aptos para montaje sobre piso, en los sitios que se indica en el plano. Todos los circuitos AC y DC salen y entran por la parte inferior de los tableros.

El sistema de corriente continua de 125 VDC estará compuesto por baterías de nickel cadmio o Lead Acid, compuesto por 60 celdas de 2- 2.2 voltios. El banco tendrá una capacidad de 200 Amperios - Hora, mínimo. El rack para portar baterías será de tipo contenedor, de 2 niveles. Se deberá proveer el banco de baterías con todos sus puentes para conexión serie.

El cargador de baterías será suministrado para entrada 220 VAC, de 1 fase, y salida 125 VDC, capacidad 50 amperios (o mayor), listado UL y C-UL, con alarmas para falla de

alimentación AC, bajo voltaje DC y falla a tierra, y con pantalla digital de parámetros eléctricos. El cargador deberá poseer interruptor automático de entrada y de salida. Deberá poseer también monitor de estado y con capacidad de comunicación de status, parámetros y alarma.

6.11 INTERCONEXIÓN A 13,8 KV ENTRE LA SALIDA DEL TRANSFORMADOR DE PODER, EL PÓRTICO DE 13.8 KV Y RECONECTADORES.

La acometida principal de 13.800 voltios saldrá desde los bushings de media tensión del transformador de poder hasta la cuchilla de bypass de 13.8 KV principal.

El conductor será de cobre calibre 1197 ACSR, desnudo. Si fuere necesario, se soportará en aisladores station post 17.5 KV en el centro de su recorrido.

Los terminales deberán ser de aluminio, tipo placa-cable NEMA 4, apropiados para el tipo de cable utilizado, y cumplir con especificaciones técnicas ANSI para terminales. Para el caso de la llegada a seccionador bypass, deberá preverse un terminal placa- cable en 90 grados.

Del seccionador bypass hacia el interruptor principal, y de este a los seccionadores monopoles que energizan la barra, también se utilizará cable 1197 ACSR y terminales placa-cable NEMA 4.

Para los puentes entre equipos por bypass, se usará conectores de aluminio en T, normas ANSI, de aluminio.

Entre la barra y seccionadores de entrada a reclosers se utilizará el mismo cable 1197 ACSR como extensión de la grapa pistola, pero desde la salida de seccionadores hacia recloser, y desde recloser a seccionador bypass de salida y a CTs, se usará cable de cobre 350 MCM TTU de 2000V, sin chaqueta, pero con la cubierta XLPE a 2000 V. Esto para protección contra aves.

Los terminales metálicos de los bushings de recloser, serán cubiertos con capuchón de PVC o Polimérico, para evitar incidentes de aves que al abrir sus alas y estando posadas en los bushings, pudieran hacer contactos indeseados entre partes vivas y tierra o entre partes vivas.

6.12 INTERCONEXIÓN A 69 KV ENTRE LOS DIFERENTES EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN

En el lado de 69 KV para la interconexión entre equipos, se utilizará conductor 750 MCM ACAR al igual que para la barra de 69 KV.

Se deberán utilizar aisladores tipo station post y terminales de aluminio standard ANSI NEMA 4, para lograr la configuración que se muestra en las vistas laterales y cortes, en los planos de diseño, con las debidas seguridades y distancia de separación estándar para 69 KV.

Los puentes a pararrayos podrán ser con cable 500 MCM ACAR, al igual que el puente de alimentación al transformador de poder, en 69 KV.

Se usará terminal placa cable recto, placa cable a 90 grados, y terminal T, según el caso, todos de aluminio estándar ANSI.

6.13 ALIMENTADOR AL TRANSFORMADOR DE SERVICIO AUXILIAR.

El transformador auxiliar será alimentado por 3 conductores 15 KV XLPE 100% IL, calibre # 2 AWG de cobre, con pantalla de cinta de cobre y chaqueta exterior de PVC., que nacerán desde el patio de maniobras de 13.8 KV protegidos por 3 seccionadores fusible de 15 KV, 100 Amp, 110 KV BIL, con tira fusible de 3 amperios. Se ha previsto una canalización PVC de 110 mm de diámetro como vía para el paso de estos conductores. En los planos se indica el recorrido de esta canalización.

6.14 TABLEROS DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN

La subestación contará con tres (03) Tableros de Control: uno para protección del transformador de poder y control de su interruptor; y dos tableros adicionales para la protección diferencial de línea y de sobrecorriente direccional de las Líneas de ingreso y salida de CNEL a la bahía.

Los tableros están compuestos por los siguientes equipos: Ver tabla

TABLERO DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR	TABLERO DE PROTECCIÓN DE LINEAS DE ENTRADA Y SALIDAS DE LA BAHIA
Anunciador de Alarmas de 16 pasos.	Anunciador de Alarmas de 16 pasos.
1 Relé de Protección Transformador, Multifunción.	2 Relés de Protección de Línea (direccional y diferencial)
Medidor de energía en 69 KV	Medidor de Energía en 69 KV
Electroswitch y luces piloto 125 VDC.	Electroswitch y luces piloto 125 VDC.
Iluminación interior del gabinete de control.	Iluminación interior del gabinete de control.
Relé de bloqueo 86.	
Borneras para interconexión.	Borneras para interconexión.
Borneras cortocircuitable para los transformadores de corriente.	Borneras cortocircuitable para los transformadores de corriente.

En estos 4 tableros se instalarán los equipos necesarios para el control, operación y protección de la subestación. El diseño y detalle de tableros consta en los planos. Estos tableros y sus relés están descritos con mayor detalle en el capítulo SAS.

6.15 PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADOR Y PARA LINEA

El transformador tiene una protección diferencial con una zona que cubre desde los TCs de 69 KV instalados en los bushings de entrada del transformador de poder, hasta los TCs instalados en el bushing de salida del Interruptor principal de 13,8 KV; por lo que la zona de protección incluye al alimentador principal de media tensión, el interruptor de 13.8 KV y el transformador de poder. Debe tomarse en cuenta que una maniobra de bypass del interruptor de 13.8 KV, hará disparar el diferencial, por lo que debe bloquearse dicha protección cuando haya necesidad de bypasear el interruptor de 13.8 KV.

El equipo de protección, debe cumplir las siguientes especificaciones técnicas:

- Relevador con dos elementos, para protección diferencial con características de pendiente dual para prevención de saturación de CT cuando hay fallas severas externas a la zona.
- Restricción de armónicas. Elemento armónicos para prevenir operación en condiciones no deseables, de quinta armónica en condiciones de sobre excitación y segunda armónica para corriente de inrush.
- Sensibilidad para detectar fallas a tierra internas a través de un elemento de protección REF "Restricted Earth Fault".
- Protección de sobre corriente. El relevador provee protección de sobre corriente para ambos devanados:
 - a) sobre corriente de fase en tres niveles instantáneos, tiempo definido y tiempo inverso;
 - b) sobre corriente residual instantánea, tiempo inverso y tiempo definido;
 - c) sobre corriente de secuencia negativa instantánea, tiempo inverso y tiempo definido.
- El disparo de las protecciones será de apertura trifásica en carga.
- Protección de sobre corriente en tiempo inverso, fase y tierra.
- Registrador de eventos. (capacidad de registrar eventos de fallas externas a la zona de protección para evaluar la magnitud y forma de la corriente de falla, y su duración).
- Voltaje de control: 125 VDC
- Puertos de comunicación.

La protección diferencial del transformador activa al relé lockout 86 que comanda el disparo simultáneo del interruptor 52, a 69 KV, y del interruptor 52 principal de 13,8 KV.

Alarmas de operación de estas protecciones quedarán implementadas en el panel anunciador.

En el transformador también se implementarán alarmas y disparos para condiciones de anomalías mecánicas como temperatura de bobinas, temperatura de aceite, nivel de aceite, falla de ventiladores, acción de válvula de alivio de presión y relé Bucholz de presión súbita.

El dispositivo de alivio de presión, el de presión súbita del transformador (Bucholz) y el de

temperatura de devanados, activarán el relé lockout 86, al igual que el disparo por falla diferencial.

Los relés para protección de línea darán las funciones de Sobrecorriente 50/51, 50N, 51N, y direccional. El segundo relé será de protección diferencial de línea, con espejo en la subestación del extremo opuesto de la línea de 69 KV. La comunicación de corrientes para la función diferencial será por fibra óptica.

Todos los relés de protección, y el relé de bloqueo, serán aptos para operar con una tensión de control de 125 V DC.

6.16 PANEL ANUNCIADOR

En cada tablero de control y protección el sistema será complementado con un panel anunciador visible y audible, con capacidad para transmitir una alarma remota a través de puerto de comunicaciones. La alimentación será 125 VDC y deberá tener un mínimo de 16 puntos de alarma por medio de contacto seco, excepto el de transformador que será de 24 puntos de alarma. El buzzer o bocina será de 60 dB o más. Todos los anunciadores de alarmas deberán poseer teclados para reconocer alarmas, para silenciar y para resetear las mismas.

6.17 FACTOR DE POTENCIA

No se ha planificado la instalación de equipos de compensación dentro de la subestación porque se considera que estos equipos están ubicados aguas abajo en el sistema de distribución, y en la carga que se sirve, en los usuarios particulares.

6.18 ILUMINACIÓN INTERIOR DE EDIFICACIONES.

Se refiere a los circuitos que se instalarán en el interior del cuarto de control, oficina técnica y Garita, y que se alimentan desde los centros de carga o paneles de dichos edificios.

- Circuito para las lámparas de iluminación fluorescentes de 2 x 32 vatios 120 voltios, electrónicas sobrepuestas tipo sellada.
- Circuito para las lámparas tipo tumbado 3x 32 watts para oficina técnica.
- Circuito 220V para 3 reflectores en frontón de Cuarto de control, para iluminar Bahías de 69 y 13.8 KV.

- 1 circuito para tomacorrientes generales.
- 1 circuito para tomacorrientes de luces de emergencia.
- 1 circuito para extractor de gases del cuarto de baterías.
- 1 Circuito para bomba agua potable en garita.
- 1 Circuito para un equipo de aire acondicionado del cuarto de control y oficina técnica.

6.19 MALLA DE TIERRA

Con el fin de conseguir protección contra las sobretensiones de toque y paso; y dar seguridad al personal, así como viabilizar la ocurrencia de fallas a tierra en la subestación, se requiere construir una malla de tierra que tenga una impedancia baja y donde se conectarán los neutros de los equipos, las carcasas de los equipos, las estructuras metálicas, los cables de guarda y todas las partes metálicas que deben estar con potencial cero, por consiguiente, la malla de tierra deberá cumplir los siguientes requisitos:

- Limitar las sobretensiones debido a la operación de interruptores o descargas atmosféricas.
- En caso de cortocircuito o descarga atmosférica tener un circuito de muy baja impedancia que permita el paso de la corriente a tierra sin producir voltajes elevados que puedan afectar a las personas y/o equipos.
- Permitir que los equipos de protección detecten rápidamente la corriente de falla a tierra y procedan a su despeje.
- Tener mayor confiabilidad y continuidad en la operación de la subestación.

6.19.1 TIPO DE MALLA DE TIERRA

Este proyecto contempla una red de tierra tipo malla o retícula, formadas con conductores de cobre desnudo de calibre 4/0 AWG. Esta retícula estará conectada en los puntos donde se indican en el plano respectivo, con electrodos de varillas de copperweld. La malla se construirá a un nivel de – 80 cmt.

Todas las uniones de cable a cable como de cable a varilla y de la malla a los equipos y elementos metálicos serán realizadas mediante suelda exotérmicas de cobre, y moldes adecuados iguales o similares a Cadweld (Ver planos para referencia)

El cálculo de la malla de puesta a tierra se detalla en el anexo de esta memoria, pero la topografía de la misma y sus detalles constructivos se indican en planos.

6.20 RECOMENDACIONES GENERALES.

Antes de la energización y puesta en servicio de la subestación de 69/13,8 KV, en presencia de personal técnico de la empresa distribuidora y del contratista eléctrico particular, se realizarán las pruebas de confirmación de buenas condiciones de los equipos, y de buen funcionamiento de las protecciones, mandos y control, para lo cual será necesario mediante el uso de un equipo de precisión adecuado, inyectar y simular corrientes de falla en el sistema de control, verificar relaciones de los CT y PT, verificar cableados, resistencia de contactos y aislamiento. Los tiempos de respuesta de la orden simultánea de desconexión del relé hacia los interruptores automáticos del lado de 69 kV (GCB) y de 13,8 kV, serán verificados con los tiempos indicados en las curvas de coordinación de protecciones del proyecto, que serán indicadas por CNEL.

El diseño para el grado de sismicidad debe ser de 0,5 g para el transformador de potencias y sus componentes eléctricos.

6.21 AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN, SISTEMA SAS

Esta subestación tendrá la funcionalidad de comando y operación automático y a distancia, a través del sistema SCADA de la CNEL EP – UN Manabí.

Se ha diseñado y considerado en presupuesto todo lo necesario para implementar el sistema SAS.

Para la descripción y detalle completo de este sistema, ver capítulo de automatización SAS, más adelante en esta memoria.

6.22 ESTRUCTURAS METÁLICAS DE SOPORTE 69 Y 13.8 KV

Las estructuras cumplen las distancias de seguridad estándar para 69 KV y 13.8 KV, y se fabricarán bajo las normas ASTM correspondientes. Serán de acero galvanizado en caliente, incluido sus pernos. Las estructuras están dimensionadas para soportar su propio peso y los de los seccionadores, barrajes, PT o CT que se monten en ellos.

Los detalles gráficos de dimensiones de estas estructuras, constan en planos.

El peso estimado de las mismas es de 10.5 Toneladas para el pórtico de 69 KV y 9 Toneladas para el pórtico de 13.8 KV.

Las torretas individuales necesarias para PTs y CT, constan en los planos de detalle de este estudio, y pesan aproximadamente 120 Kg cada una.

Todas las estructuras deberán ser conectadas sólidamente a tierra, y todas las columnas de los pórticos de 69 y de 13.8 KV, rematan en punta Franklin, para completar el apantallamiento de los equipos ante descargas directas, con cable de acero de 1/2" en configuración X.

7. VIABILIDAD ECONÓMICA.

Para la evaluación económica del proyecto "Reconstrucción de la Subestación Eléctrica Manta 3" debe considerarse que el principal beneficio es la entrega de una energía óptima en cuanto a calidad y confiabilidad de servicio se refiere. Sin embargo se obtienen beneficios económicos del proyecto, al reducir las pérdidas técnicas de energía.

Para la evaluación financiera se anota también que la asignación presupuestaria del proyecto es del 100%, se ha considerado como costo de operación y mantenimiento el 1% del valor de la inversión con un incremento del 3% anual.

7.1 Identificación y valoración de la inversión total, costos de operación y mantenimiento e ingresos, flujo financiero.

7.2 Identificación y valoración de la inversión total, costos de operación y mantenimiento e ingresos, flujo económico.

8. VIABILIDAD AMBIENTAL Y SOSTENIBILIDAD SOCIAL.

8.1 Análisis de Impacto Ambiental y riesgos.

Al construir una línea de distribución, para mejorar la confiabilidad y capacidad de entrega de suministro de energía eléctrica, el impacto ambiental que producirá en el medio ambiente será mínimo, el mismo que se los mitigara tomando las precauciones necesarias para el

control de ruidos, recolección de los desechos de construcción, polvos y otros afluentes sólidos; y los desperdicios que el factor humano proporcione, en la construcción del proyecto.

8.2 Sostenibilidad social.

El proyecto en mención tiene como objetivo mejorar las condiciones de entrega de suministro del servicio eléctrico, disminuyendo notablemente el índice de reclamos.

Finalmente se proyecta que los logros obtenidos se conviertan en mejoras para los sistemas de distribución; y hacer partícipes a los usuarios de estas mejoras brindando energía eléctrica con calidad, seguridad y confiabilidad, con equidad social.

9. FINANCIAMIENTO Y PRESUPUESTO.

PRESUPUESTO REFERENCIAL DE CONSTRUCCION		
DESCRIPCIÓN DE LA OBRA	% DE OBRA	VALOR ECONÓMICO
OBRA CIVIL	7%	111.926,75
SUMINISTROS	83%	1.262.983,11
MANO DE OBRA	9%	143.069,82
SUBTOTAL	100%	1.517.979,68
IVA		182.157,56
TOTAL		1.700.137,24

10. ESTRATEGIA DE EJECUCIÓN.

10.1 Estructura Operativa.

El proyecto deberá llevarse a cabo bajo la supervisión y coordinación CNEL EP UN Manabí, con sus respectivos lineamientos, base sobre la cual se ejecutara el proyecto en mención.

10.2 Arreglos institucionales y modalidad de ejecución.

La conformación de la Corporación CNEL, hace factible la ejecución del proyecto sin la necesidad de elaborar arreglos institucionales.

10.3 Cronograma valorado por componentes y actividades.

Componentes/Rubros	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5	MES 6	TOTAL
TOTAL	\$283.356,21	\$283.356,21	\$283.356,21	\$283.356,21	\$283.356,21	\$283.356,21	\$1.700.137,24

11. ESTRATEGIA DE SEGUIMIENTO Y EVALUACIÓN.

11.1 Seguimiento a la ejecución del programa y proyecto.

El monitoreo de la ejecución del proyecto, deberá ser realizado por la CNEL EP UN Manabí, basado en el cronograma propuesto y de acuerdo al Marco Lógico con sus respectivos indicadores.

La Dirección de Distribución, será la encargada del monitoreo del proyecto en el proceso pre contractual y contractual, como el alcance y cumplimiento de los indicadores.

11.2 Evaluación de resultados e Impacto.

Los resultados que el proyecto brindará, serán evaluados de acuerdo a los indicadores de los componentes, 20.871 clientes CNEL EP UN Manabí serán beneficiados con energía confiable y segura.

11.3 Actualización de Línea Base.

Como el proyecto se implementará a partir del año 2019, la línea de base será actualizada con base a los resultados técnicos reales obtenidos en la CNEL EP - UN Manabí durante el año 2018.

12. ANEXOS.

12.1 Autorizaciones ambientales otorgadas por el Ministerio del Ambiente y otros según corresponda.

Si aplica.

12.2 Certificaciones técnicas, costos, disponibilidad de financiamiento y otras.

